

# ACOMPANHAMENTO E ANÁLISE DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE NO ESTADO DE MINAS GERAIS ANTES E APÓS REVISÃO DA RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL N° 482/2012

André de Pádua Abrão – andre.abrao@aluno.ufabc.edu.br

Federico Bernardino Morante Trigoso – federico.trigoso@ufabc.edu.br

Centro de Engenharia, Modelagem e Ciências Sociais Aplicadas (CECS) - Universidade Federal do ABC

Cassius Malaguti – cassius@metrusengenharia.com.br

Engenheiro Civil – Faculdade de Engenharia de Passos (FEP)

**Resumo.** Atualmente no Brasil a geração distribuída baseada em sistemas fotovoltaicos vem se destacando como alternativa de fornecimento de energia elétrica nas áreas urbanas. Levando em conta essa realidade, o presente trabalho apresenta o acompanhamento e avaliação de um caso real de sistema de geração fotovoltaica inserido em um perfil de consumo residencial conectado à rede, com foco nos impactos da Resolução Normativa N° 482/2012 da ANEEL na Geração Distribuída Fotovoltaica (GDFV) antes e após a revisão de suas definições de novembro de 2015. Por meio dessa avaliação foram obtidas evidências de aperfeiçoamento deste ato regulamentar que podem se traduzir em reflexos positivos ao acesso à microgeração distribuída e ao sistema de compensação de energia. A metodologia utilizada baseou-se em avaliar os dados de desempenho do SFCR via histórico operacional.

**Palavras-chave:** geração distribuída, sistema fotovoltaico conectado à rede, Resolução Normativa N° 482/2012.

## 1. INTRODUÇÃO

Como alternativa de geração de energia elétrica e de caráter complementar à matriz elétrica brasileira, os sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (SFCRs) vêm se manifestando no Brasil de forma a romper com o conceito de grandes centrais geradoras, distantes dos centros consumidores e dependentes de longas redes de transmissão. Os projetos mais fortemente divulgados no mercado estão baseados na configuração de pequenos geradores fotovoltaicos a serem instalados em edificações residenciais, comerciais ou públicas. Essa iniciativa reflete em alterações no sistema elétrico que passa a compor um modelo de geração distribuída, em que a geração é conectada à rede de distribuição ao lado de um consumidor do sistema.

No entanto, a geração distribuída contribui na maior complexidade operacional da rede de distribuição, devido ao fluxo bidirecional da energia. Assim, considerando esse cenário, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) regulamentou o acesso de pequenas centrais geradoras aos sistemas de distribuição em 17 de abril de 2012, através da Resolução Normativa N°482 (ANEEL, 2012a). Esta resolução constitui um importante marco regulatório que busca promover as definições de microgeração e minigeração a partir dos limites de potência instalada, determinar as formas de acesso das centrais geradoras de energia elétrica ao sistema de distribuição, definir o sistema de compensação de energia elétrica, estipular a forma de como se realizar a medição de energia consumida ou fornecida à rede e definir as responsabilidades em caso de danos ao sistema elétrico (Neto, 2014).

Entretanto, o fato desta resolução ter entrado em vigor não impossibilitou que alterações fossem realizadas com base na experiência adquirida ao longo dos últimos três anos. Assim, neste trabalho é realizada uma breve análise do ambiente regulatório brasileiro para acesso à Geração Distribuída Fotovoltaica (GDFV), de maneira a elencar e qualificar as definições de maior destaque da Resolução Normativa da ANEEL N°482/2012 que passaram por revisão em novembro de 2015 por meio da REN N°687/2015.

Além disso, acompanhou-se a instalação de um sistema fotovoltaico de 1,8 kW<sub>p</sub> de potência de perfil residencial conectado à rede da concessionária de distribuição de energia elétrica Cemig D, na localidade de São Sebastião do Paraíso, estado de Minas Gerais (Abrão, 2017). Mediante o trabalho de campo foi possível realizar uma avaliação sob os aspectos do ambiente regulatório brasileiro, do desempenho técnico e da viabilidade da implementação sob as esferas econômica e de satisfação do proprietário. Um dos objetivos é contribuir com informações referentes a casos práticos. Com isso espera-se amadurecer as atuais reflexões presentes no mercado e no meio acadêmico e colaborar com conceitos a futuros projetos que mobilizem os cidadãos comuns a adquirirem esses sistemas.

## 2. DESCRIÇÃO DA INSTALAÇÃO FOTOVOLTAICA ANALISADA

O sistema fotovoltaico objeto do estudo está localizado no município de São Sebastião do Paraíso, MG. Esta região está sob concessão de distribuição de energia elétrica da empresa Cemig Distribuição S.A., mais precisamente na coordenada geográfica de Latitude: -20.92°S e Longitude: -46.98°. Dentre os dados meteorológicos desse município

encontram-se a temperatura média máxima anual de 27,5 °C, a temperatura média mínima de 15,5°C e o índice médio pluviométrico anual de 1.690 mm (Cemig D, 2016). Conforme as especificações presentes no memorial descritivo, o gerador fotovoltaico foi instalado com face orientada em direção ao Norte Verdadeiro, ou seja, ao Norte com a correção do referencial magnético. Quanto à inclinação do arranjo, foi aplicado o ângulo igual à latitude do local (aproximadamente 21°). A Fig. 1 mostra o número de Horas de Sol Pleno (HSP) no plano de inclinação do arranjo fotovoltaico obtido utilizando a ferramenta *on line* SWERA (*Solar and Wind Energy Resource Assessment*).

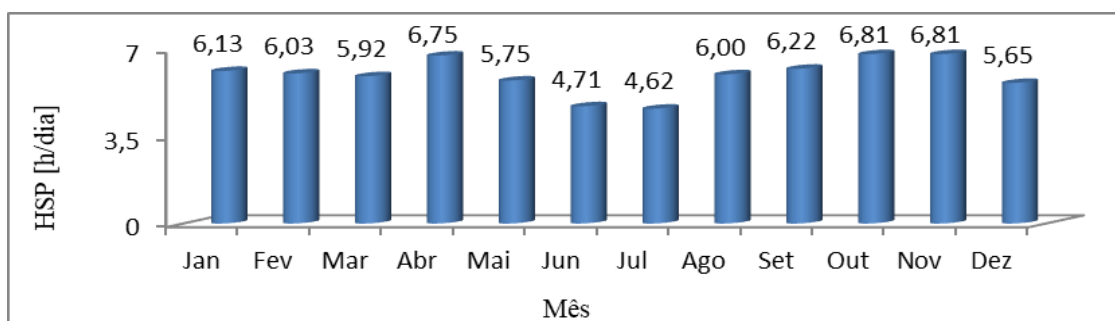


Figura 1 – Média mensal de Horas de Sol Pleno (HSP) no plano de inclinação do arranjo fotovoltaico de 21°.

O gerador fotovoltaico está constituído por um arranjo de 10 módulos de silício monocristalino modelo MS150 de 150 W<sub>p</sub> de potência nominal ligados em série, totalizando 1,5 kW<sub>p</sub> de potência instalada. No entanto, após a liberação da concessionária de energia, o acessante decidiu ampliar a potência instalada já que o modelo do inversor proposto em projeto possui potência máxima de entrada de 1.800 W. Em parte, essa iniciativa também foi motivada pela aquisição de um equipamento de ar condicionado com potência de 30.000 BTU, equivalente a 8.790 W. Em decorrência desses aspectos, foram adicionados ao arranjo dois módulos semelhantes aos demais, ligados em série totalizando os 1,8 kW<sub>p</sub> de potência máxima suportada pelo inversor, conforme dados técnicos do catálogo do equipamento. Assim, a composição final do gerador consiste em 12 módulos, como mostra a Fig. 2.



Figura 2 – Gerador fotovoltaico após comissionamento.

A concessionária Cemig D foi consultada a fim de esclarecer se haveria alguma inconformidade perante a mesma, já que a instalação foi alterada após sua autorização. A resposta foi que não havia desde que a leitura do medidor bidirecional esteja adequada e sem adulterações. A fim de elucidar a descrição do sistema de microgeração distribuída, o diagrama unifilar do sistema é mostrado na Fig. 3. O sistema de medição de energia elétrica utilizado nas unidades consumidoras que aderem ao sistema de compensação de energia deve ser bidirecional, ou seja, medir a energia ativa injetada na rede e a energia ativa consumida da rede (Cemig D, 2016).

Nesse sentido, a instalação ora estudada utiliza o medidor modelo SPECTRUM® K ART, fabricado pela Nansen. Este equipamento possui indicadores de energia ativa e reativa, que possibilitam verificar o sentido do fluxo de ambas. Como a energia ativa é bidirecional trifásica, o medidor verifica qual o fluxo total de corrente para definir o sentido dela. Em se tratando de energia ativa direta, ou seja, a energia ativa consumida pela unidade (da linha para carga), uma

seta apontada para a direita é acesa no *display*. Caso a unidade consumidora esteja injetando energia ativa na rede, uma seta apontada para a esquerda evidencia o sentido reverso da energia ativa (da carga para a linha).

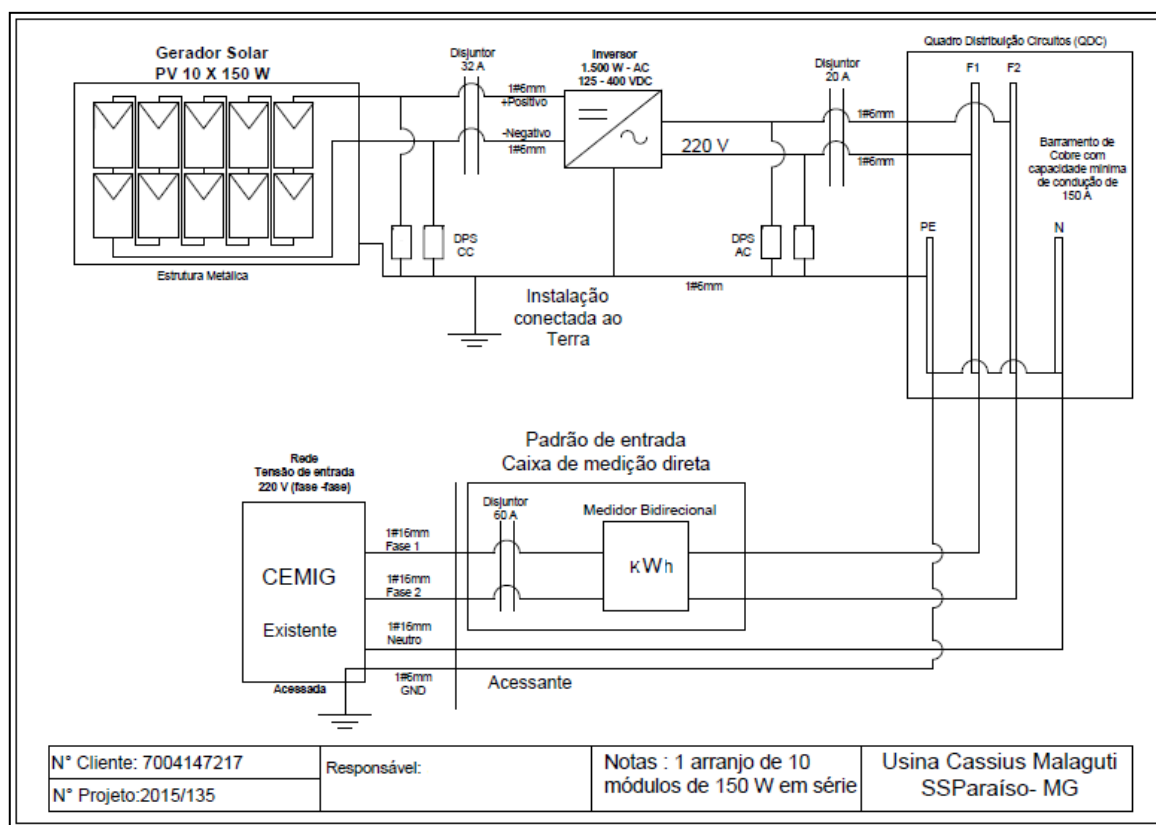


Figura 3 – Diagrama unifilar do sistema analisado.

O olhar mais atento às características do inversor e do instrumento de medição instalados possibilitou enxergar que, para acompanhar a geração total mensal do sistema fotovoltaico, é necessário colher manualmente os dados de *E-TOTAL* a cada data de faturamento da concessionária de distribuição. Além disso, é importante que o proprietário saiba interpretar as informações do medidor bidirecional de forma a monitorar o funcionamento de seu sistema e, assim, conferir com os dados apresentados pela concessionária. As características do medidor instalado podem ser obtidas por intermédio do manual técnico/ informativo do equipamento no site do fabricante.

### 3. ANÁLISE NO ÂMBITO REGULATÓRIO

#### 3.1 Abordagem ao PRODIST

Com o propósito de compreender a conjuntura em que se insere o sistema fotovoltaico estudado, considera-se importante esclarecer as etapas de viabilização de acesso à microgeração distribuída. Este conteúdo é apresentado na Seção 3.7 do PRODIST e também descrito de forma análoga na ND-5.30 da Cemig D. Portanto, foram reunidas as informações de ambos os documentos e confrontados aos dados do caso real avaliado neste trabalho.

Em se tratando de uma central geradora classificada como microgeração distribuída, são obrigatórias apenas as etapas de solicitação de acesso e parecer de acesso. É facultado ao acessante realizar a consulta de acesso, devendo ser formulada apenas com o objetivo de se obter informações técnicas adicionais que subsidiem os estudos pertinentes ao acesso. A resposta formal da acessada à consulta de acesso é feita pela informação de acesso, cujo objetivo é fornecer as informações sobre o acesso pretendido (ANEEL, 2016).

A solicitação de acesso é formalizada por meio do encaminhamento da documentação, dados e informações do projeto conforme o detalhamento exigido pela acessada. A concessionária Cemig D normaliza o procedimento com base em um formulário específico por nível de potência e reúne dados pertinentes à ANEEL para fins de registro da unidade de geração (Cemig D, 2016). O formulário de conexão elaborado pela Cemig D foi preenchido e enviado pelo acessante no dia 22 de julho de 2015, período em que vigorava a REN N° 482/2012.

Nota-se que dentre as características técnicas do empreendimento, a potência injetada e total gerada apresentam o valor máximo de 1,5 kW. Salienta-se ainda que este documento, embora seja a primeira etapa formal em relação à acessada, de antemão esclarece a data da entrada em operação que foi prevista para o mês de outubro de 2015.

A documentação complementar para microgeração distribuída com potência igual ou inferior a 10 kW conta ainda com a Anotação de Responsabilidade Técnica (ART) do Responsável Técnico pelo projeto elétrico e instalação do

sistema de microgeração. Ademais, a Cemig D solicita o Diagrama Unifilar Básico, contendo as informações dos elementos, tais como, equipamentos de geração de energia, disjuntores, caixa de medição, painéis de proteção, etc. (Cemig D, 2016). Fazem-se necessários ainda o Memorial Descritivo, composto pela localização e descrição geral da instalação e o número de registro da concessão do Inmetro do inversor para tensão nominal de conexão com a rede.

O projeto de microgeração estudado esteve sob vigência da Revisão 5 do PRODIST, que vigorava no segundo semestre de 2015. Dessa forma, a Tab. 1 compara os prazos estabelecidos na época e a real efetividade em cada etapa do acesso à microgeração distribuída. A mesma tabela evidencia a Revisão 6 do PRODIST, que vigora atualmente.

Tabela 1 – Comparativo entre as disposições de acesso à microgeração distribuída do Módulo 3 do PRODIST e sua efetividade no caso prático.

Etapa	Responsável	Ação	Prazo definido na Revisão 5	Prazo executado no caso real sob vigência da Revisão 5	Prazo definido a partir da Revisão 6
1. Solicitação de Acesso	Acessante	(a) Formalização da solicitação de acesso, com o envio de documentação, dados e informações pertinentes, bem como dos estudos realizados.	Livre, a cargo do acessante.	O envio do formulário de solicitação de acesso, anexado aos documentos pertinentes foi feito no dia 22 de julho de 2015.	Livre, a cargo do acessante.
	Distribuidora	(b) Recebimento da solicitação de acesso.	---	Não há registro da confirmação do recebimento da solicitação de acesso por parte da distribuidora.	---
	Acessante	(c) Solução de pendências relativas às informações solicitadas na Seção 3.7 do PRODIST.	Até 60 dias após o recebimento da distribuidora.	Não houve pendências.	Livre, a cargo do acessante.
2. Parecer de Acesso	Distribuidora	Emissão do parecer de acesso com a definição das condições de acesso.	Não havendo necessidade de execução de obras de reforço ou de ampliação no sistema de distribuição, até 30 dias após a ação 1 (b) ou 1 (c).	O acessante recebeu o parecer de acesso liberando o ponto de entrada da unidade consumidora para a conexão da microgeração distribuída após 90 dias da ação 1 (a), ou seja, dia 22 de outubro de 2015.	Sob necessidade de execução de obras de reforço ou de ampliação no sistema de distribuição, até 30 dias após a ação 1 (b) ou 1 (c). Caso contrário, até 15 dias.
3. Contratos	Acessante e Distribuidora	Assinatura de eventuais Contratos.	Até 90 dias após a ação 2.	Junto ao parecer de acesso, a distribuidora anexou o Relacionamento Operacional a fim de que fosse assinado e reenviado à mesma.	Relacionamento Operacional até a ação 2 e Acordo Operativo até a ação 5 (b).
4. Implantação da conexão	Acessante	(a) Solicitação da vistoria.	Definido pelo acessante.	Estando a ação 3 concluída, o pedido de vistoria foi automaticamente providenciado pela distribuidora.	Até 120 dias após a ação 2.
	Distribuidora	(b) Realização da vistoria	Até 30 dias após a ação 4 (a).	A vistoria e a instalação do medidor bidirecional foram executadas no dia 26 de novembro de 2015, após 34 dias da ação 2.	Até 7 dias após a ação 4 (a).
	Distribuidora	(c) Entrega do Relatório de Vistoria ao acessante.	Até 15 dias após a ação 4 (b).	---	Até 5 dias após a ação 4 (b).
5. Aprovação do ponto de conexão	Acessante	(a) Adequação das condicionantes do Relatório de Vistoria.	Definido pelo acessante.	Não houve pendências.	Definido pelo acessante.
	Distribuidora	(b) Aprovação do ponto de conexão, liberando-o para sua efetiva conexão.	Até 5 dias após a ação 5 (a).	Assim que a conexão foi vistoriada e a medição adaptada, iniciou-se a operação.	Até 7 dias após a ação 4 (b).

Na Tab. 1 se observa que, apesar de ter passado por 6 revisões, o Módulo 3 do PRODIST continua não exigindo que a Distribuidora informe o recebimento da Solicitação de Acesso. Isso abre precedentes para a lentidão do acesso à rede de distribuição, em que o acessante permanece em aguardo sem informações do *status* de seu processo. Na Revisão 5 definia-se que, estando a documentação de solicitação de acesso sem pendências ou falhas e não havendo necessidade de execução de obras de reforço ou de ampliação no sistema de distribuição, a distribuidora deveria emitir o parecer de acesso em até 30 dias após a solicitação de acesso (ANEEL, 2012b). Porém, a realidade do caso estudado foi bem diferente. A liberação para a conexão da microgeração distribuída foi dada no dia 22 de outubro de 2015, exatos 90 dias

após o envio da solicitação de acesso. No entanto, o parecer de acesso, sugere a inconformidade da Cemig D por atrasar a liberação em 60 dias, já que não há o rastreamento da data de recebimento da solicitação de acesso.

Visando comunicar sobre a viabilidade técnica da conexão no Sistema Elétrico da Cemig D, o Parecer de Acesso liberou o ponto de entrada da unidade consumidora sob as condições estabelecidas na Norma de Distribuição 5.30. Por se tratar de um documento de mero conhecimento, o Parecer de Acesso favorável dispensa assinatura e envio à Cemig D. O mesmo não se aplica ao Relacionamento Operacional.

Este documento deve ter duas vias assinadas pelo titular da conta e/ou proprietário da instalação e uma testemunha. Seu envio à Cemig D afirma as condições para a ligação da microgeração distribuída entre o consumidor (responsável pela unidade consumidora que adere ao Sistema de Compensação de Energia) e a mesma, objetivando a operação segura das instalações elétricas que interligam a instalação ao sistema de distribuição de energia elétrica.

Em seqüência se dá a conexão à rede, com a solicitação do acessante pela vistoria da equipe técnica da distribuidora. No caso da Cemig D, assim que recebidas as duas vias do Relacionamento Operacional assinadas pelo proprietário, uma delas é reenviada para controle do acessante e é providenciado o pedido de vistoria na unidade consumidora onde se encontra instalado o gerador.

Na atual versão do PRODIST, o período entre a solicitação de acesso e a solicitação de vistoria é de no máximo 120 dias. Isso evita que os projetos sejam paralisados por muito tempo, gerando descontrole por parte da concessionária. Já no PRODIST de 2012, a duração de tal período era livre, deixada a cargo do acessante. Essa definição se mostrava incentivadora de uma morosidade da concessionária em concretizar a vistoria e a adequação da medição. No caso estudado o gerador fotovoltaico já estava instalado sem a possibilidade de entrar em operação.

Analogamente às alterações já citadas, a vistoria que podia ser realizada em até 30 dias, se tornou mais ligeira com um prazo máximo de 7 dias. Semelhante a isso, a entrega do relatório de vistoria passou de 15 para 5 dias de prazo. Não havendo necessidade de adequar condicionantes do relatório de vistoria, a aprovação do ponto de conexão se mantém em um prazo de 7 dias. Essa etapa final consiste no reconhecimento do ponto de conexão pela concessionária que, dentro desse período, deve instalar o medidor bidirecional de energia. Assim, possibilita-se o início do sistema de compensação de energia e a liberação da microgeração distribuída para sua efetiva operação.

Tais aspectos apresentados denotam uma razoável atuação da concessionária que, mesmo em tempos de adaptação às novas regras de acesso à microgeração distribuída, adotou uma postura orientada pela REN N° 482/2012. Nessa época, a regulamentação definia que, entre a emissão do parecer de acesso até a efetivação da conexão, a distribuidora tinha um prazo de 82 (oitenta e dois) dias.

### **3.2 Abordagem à REN N° 687/2015**

Este instrumento normativo consiste na ferramenta de alteração da REN N° 482/2012 e da Seção 3.7 do PRODIST. No sentido de ampliar as facilidades e possibilidades de inserção da geração distribuída, salienta-se a ampliação das fontes geradoras em unidades consumidoras a qualquer tipo de fonte renovável. Além disso, houve uma redefinição dos limites de potência máxima instalada. Em se tratando da microgeração, ela é assim considerada para o valor máximo de 75kW no lugar dos 100kW definidos anteriormente. Conta-se ainda com a reorientação do prazo de validade dos créditos gerados na compensação de energia para 60 meses, anteriormente estabelecido em 36 meses.

Pode-se perceber que foram simplificados vários aspectos do procedimento de Acesso, dentre eles a padronização dos formulários de Acesso e das normas técnicas de cada distribuidora. Existe ainda a possibilidade que esse consumidor participe financeiramente de obras que sejam necessárias para seu atendimento. Essa condição é válida para qualquer tipo de consumidor possuidor de GD ou não, exceto aos abarcados pelo programa de universalização de acesso à energia elétrica. Para microgeração, as obras que forem exclusivamente em função da geração, não são incluídas no cálculo da participação financeira, como por exemplo, ajustes na proteção devido à inclusão de uma geração. Esse modelo se aplica também à medição que, no caso da microgeração não compartilhada, o consumidor não deve pagar pela alteração do medidor bidirecional. Em conformidade a essas disposições, não houve necessidade de participação financeira e o proprietário da unidade de GDFV não pagou pelo medidor.

Em sua página na internet, a Cemig D reserva uma área a acessantes geradores, contendo informações gerais e a legislação sobre o assunto. É possível ainda enviar dúvidas, sugestões, reclamações e ainda o formulário de consulta de acesso via endereço eletrônico. Seguindo as disposições presentes na Resolução Normativa N° 687/2015, a concessionária de distribuição de energia elétrica disponibiliza uma seção em seu site com informações básicas de geração distribuída de acordo com o nível de tensão da conexão.

Além de facilitar o contato com a ANEEL, permite também o envio da solicitação de acesso via e-mail. Após o envio da solicitação de acesso com a documentação exigida anexada ao endereço eletrônico, o acompanhamento do processo, sob a possibilidade de maiores esclarecimentos, é feito via e-mail. Arquivos com perguntas mais frequentes sobre o tema são de livre acesso, dentre outras facilidades. A credibilidade do contato é garantida desde que o cliente mantenha seus dados cadastrais sempre atualizados no portal de atendimento *on line*.

## **4. AVALIAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO**

### **4.1 Faturamento da energia elétrica**

No que se refere ao faturamento com a inclusão da GD de sistemas fotovoltaicos, reuniu-se na Fig. 4 o histórico de cobranças faturadas a partir de janeiro de 2015 a novembro de 2015, período este que compreende 11 meses anteriores à instalação da GDFV.

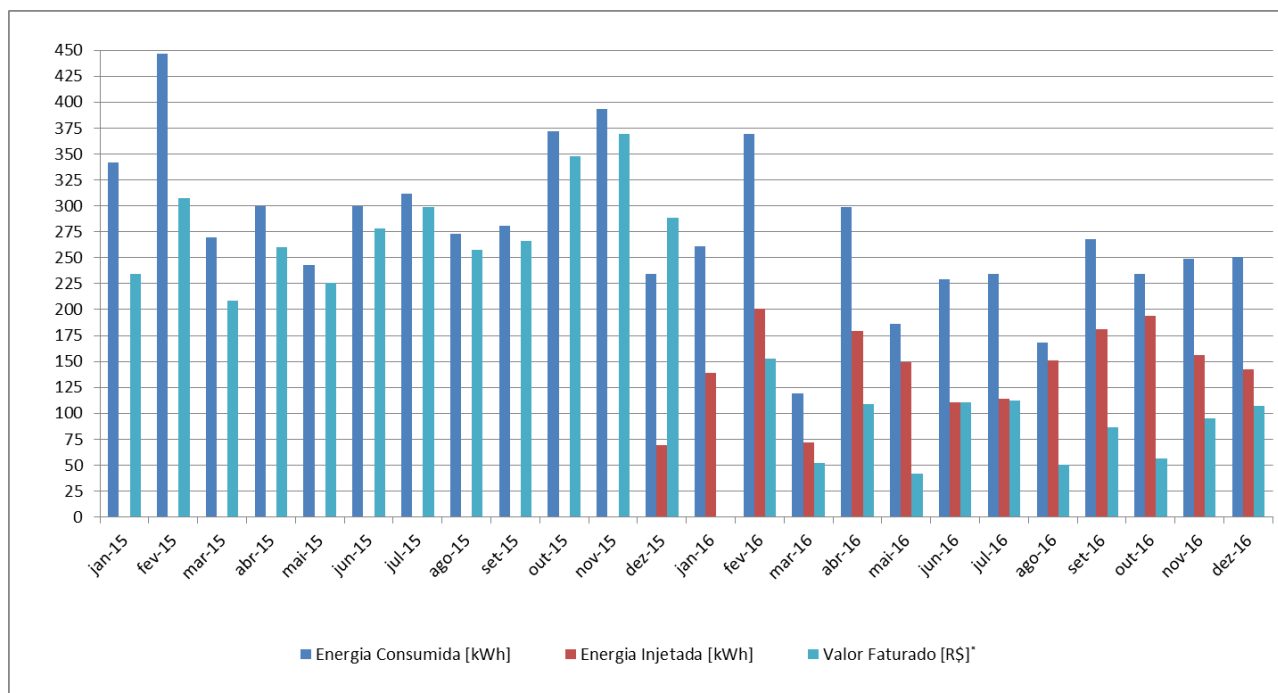


Figura 4 – Gráfico do histórico de valores faturados de outubro de 2014 a dezembro de 2016.

À primeira vista, o gráfico acima chama a atenção pela expressiva redução dos valores faturados de cada mês em que o sistema fotovoltaico operou. No período de janeiro a dezembro de 2015, que antecede o início da operação, a unidade consumidora gerou uma despesa média de R\$ 278,48 considerando-se todos os tributos, impostos, taxa de contribuição para o custeio de iluminação pública e adicional da bandeira tarifária vigente.

Já a média dos valores faturados ao longo dos 12 meses entre janeiro e dezembro de 2016 é de R\$ 81,13. Nota-se que em períodos semelhantes, o sistema fotovoltaico proporcionou uma redução média mensal de R\$ 179,35 na despesa com fornecimento de energia elétrica. Em outras palavras, este valor representa 70,8% de economia média mensal sobre uma despesa de prestação de serviço que se converte em investimento.

Sob o aspecto da geração de energia, pode-se verificar que o consumo total médio da unidade consumidora sofreu variação em relação à demanda adotada em projeto. Para isso, considera-se a seguinte metodologia:

$$A = B + C - D \quad (1)$$

Onde:

“A” representa a energia ativa média consumida pela unidade;

“B” energia ativa média gerada pelo sistema fotovoltaico e registrada pelo inversor;

“C” a energia ativa média consumida da rede faturada pela distribuidora;

“D” a energia ativa média injetada pelo sistema na rede de distribuição.

O histórico de dados do ano de 2016 contribui para a obtenção dos seguintes valores aplicados na Eq. (1):

$$A = 293,33[kWh/mês] + 238,92[kWh/mês] - 149,08[kWh/mês] = 383,17 kWh/mês \quad (2)$$

Salienta-se que a energia total média gerada pelo sistema foi obtida pelo trabalho de campo no dia 23 de dezembro de 2016, quando o inversor registrava 3.520 kWh de energia gerada acumulada em 12 meses de operação. Tem-se assim, subsídios para notar o aumento da demanda de energia elétrica em uma média de aproximadamente 80 kWh/mês.

Em linhas gerais, espera-se que a energia ativa consumida pela unidade seja atendida pela geração do sistema fotovoltaico em sua totalidade ou o mais próximo possível de tal. Por se tratar de um sistema sem armazenamento de energia, é evidente que o consumo fora do período de geração implica na contabilização de consumo pela distribuidora. Em meio às inevitáveis flutuações no consumo e na geração, o SFCR está sujeito a gerar menos do que o necessário e, por isso, também compõe um cenário em que a energia ativa consumida é faturada pela distribuidora.

Os devidos cuidados de cálculo devem ser resguardados para que a geração média assegure a demanda média com vistas à geração de energia excedente. Nessa condição se origina a energia ativa injetada na rede, que pode ser o valor integral da energia ativa gerada ou menor.

## 4.2. Indicadores de produtividade do SFCR

### 4.2.1 Energia anual produzida

Com base nos dados obtidos pelas faturas de energia elétrica da unidade, foram obtidos os indicadores de produtividade do SFCR. Esses índices são obtidos pelos valores de energia gerada, potência instalada e irradiação incidente, de forma a comparar o desempenho de um SFCR a outros distintos.

É importante ressaltar que não foi possível obter os dados de geração mensal acumulada do gerador fotovoltaico. O inversor os disponibiliza instantaneamente e não os armazena em banco de dados automaticamente. Como dito anteriormente, essa condição existe caso o inversor opere conectado a um *Data Logger*. Sob o ponto de vista da Cemig D, a configuração do ponto de conexão em *net metering* afere somente a energia consumida da rede e a energia injetada na mesma. Como pode ser visto na Tab. 2 é apresentada uma avaliação teórica da geração do sistema a fim de comparar com o consumo e com o excedente reais. Vale lembrar do aumento de carga devido ao já mencionado acréscimo de um equipamento de ar condicionado.

Tabela 2 – Valor teórico de energia anual produzida pelo gerador fotovoltaico no ano de 2016.

Mês	Dias	Potência Instalada (kWp)	Irradiação solar na inclinação de 21° (kWh/m <sup>2</sup> ·dia)	TD	Energia mensal gerada teórica (kWh/mês)
Jan	31	1,8	6,13	0,8	273,73
Fev	29	1,8	6,03	0,8	251,94
Mar	31	1,8	5,92	0,8	264,36
Abr	30	1,8	6,75	0,8	291,60
Mai	31	1,8	5,75	0,8	256,59
Jun	30	1,8	4,71	0,8	203,56
Jul	31	1,8	4,62	0,8	206,06
Ago	31	1,8	6,00	0,8	267,71
Set	30	1,8	6,22	0,8	268,75
Out	31	1,8	6,81	0,8	304,00
Nov	30	1,8	6,81	0,8	294,19
Dez	31	1,8	5,65	0,8	252,26
<b>Energia Anual Gerada Teórica (kWh/ano)</b>					<b>3.134,74</b>

Tal levantamento foi elaborado com o número de dias de cada mês do ano de 2016, totalizando 366 dias. Além da potência instalada de 1,8 kW<sub>p</sub>, a irradiação solar média mensal foi obtida a partir do banco de dados meteorológicos e de energia solar do programa SWERA. Já a Taxa de Desempenho (TD), foi definida em 80% conforme especificações contidas no Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos de 2014 (Pinho e Galdino, 2014) que considera uma TD entre 70 e 80% adequada para SFCRs residenciais bem ventilados e não sombreados, sob as condições de radiação solar encontradas no Brasil.

Esse parâmetro visa inserir aspectos importantes na avaliação de um sistema em condições reais de operação, tais como perdas por queda de tensão devido à resistência de conectores e cabeamento, sujeira na superfície do módulo, sombreamento, eficiência e carregamento do inversor, diferenças entre as potências máximas de cada módulo de mesmo modelo, resposta espectral, temperatura operacional, dentre outras (Pinho e Galdino, 2014). Dessa forma, encontrou-se o valor teórico de 3.134,74 kWh/ano de energia gerada ao final de um ano.

### 4.2.2 Produção diária média anual do sistema

Este montante permite o cálculo teórico da produção diária média anual do sistema ( $Y_{DM_1}$ ), definida como a energia anual produzida ( $E_{ANUAL}$ ) em função do número de dias do ano, conforme Eq. (3).

$$Y_{DM_1} = \frac{E_{ANUAL_1}}{n^{\circ} \text{ de dias do ano}} (\text{kWh/dia}) = \frac{3.134,74}{366} = 8,6 \text{ kWh/dia} \quad (3)$$

Os cálculos realizados até o momento são puramente teóricos, no entanto, como forma de resaltar a necessidade de considerar a inclusão de um *Data Logger* nos inversores utilizados em SFCR que permita registrar dados para futuras análises, a continuação é relatada a problemática atrelada à falta deste equipamento. Dada a inexistência de dados acumulados da energia gerada pelo sistema fotovoltaico, através do trabalho de campo realizado obteve-se a energia total gerada acumulada até 23 de dezembro de 2016 ( $E-TOTAL = 4,99MWh$ ), desde o primeiro funcionamento do

inversor. Porém, esse valor não representa a geração total da instalação porque o empresário responsável pela instalação esclareceu que o inversor já havia operado como parte de outro sistema fotovoltaico. Foi informado ainda que o mesmo equipamento exibia em seu *display* um total de 1,47 MWh de potência gerada antes de ser instalado no novo sistema. Além disso, deve-se descontar o montante teórico da energia gerada durante os meses de novembro e dezembro de 2015, que compreende o período em que houve geração fora do ano de 2016. Dessa forma, a real energia gerada durante este ano pode ser estimada na ordem de 3,0 MWh. Os dados informados pelo inversor são mostrados na Fig. 5.

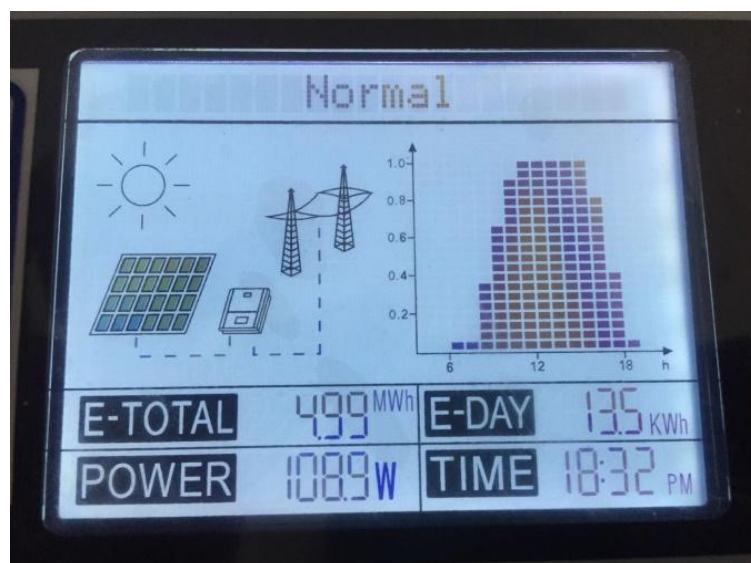


Figura 5 – Potência total apurada pelo inversor desde seu primeiro funcionamento até o dia 23 de dezembro de 2016.

Embora a energia anual produzida de 3.000 kWh seja uma estimativa devido à falta de um *Data Logger*, torna-se possível determinar de forma aproximada pela Eq. (4) o valor real da produção diária média anual do sistema ( $Y_{DM_2}$ ).

$$Y_{DM_2} = \frac{E_{ANUAL_2}}{n^{\circ}.de.dias.do.ano} (kWh/dia) = \frac{3.000}{366} = 8,2 kWh/dia \quad (4)$$

Comparando os resultados, nota-se que a produção diária média anual real do sistema é 0,4 kWh/dia menor do que o valor teórico, obviamente levando em conta as ressalvas destacadas acima.

#### 4.2.3 Produtividade Final (*Final Yield*)

Este indicador de produtividade ( $Y_F$ ) é calculado segundo a Eq. (5).

$$Y_F = \frac{E_{ANUAL}}{Potência.FV} \left( \frac{kWh}{kW_p} \right) \quad (5)$$

Essa relação entre a energia gerada em um dado intervalo de tempo e a potência instalada do sistema fotovoltaico exprime a energia produzida pelo sistema em função de seu tamanho. Tal índice possibilita a comparação com outros sistemas instalados em outras regiões do planeta. Analogamente ao item anterior, são evidenciados abaixo os indicadores de produtividade final teórico ( $Y_{F_1}$ ) e real ( $Y_{F_2}$ ) respectivamente.

$$Y_{F_1} = \frac{E_{ANUAL_1}}{Potência.FV} = \frac{3.134,74}{1,8} = 1.741,5 kWh/kW_p \quad (6)$$

$$Y_{F_2} = \frac{E_{ANUAL_2}}{Potência.FV} = \frac{3.000}{1,8} = 1.666,7 kWh/kW_p \quad (7)$$

#### 4.2.4 Fator de capacidade

Também chamada de Fator de Capacidade ou simplesmente FC, pode ser calculada por meio da relação entre a energia anual produzida e o produto da potência nominal do gerador com o número de horas do ano. Avalia-se assim, o desempenho do sistema desconsiderando-se as perdas com o inversor, nas conexões e, principalmente, devido às variações da temperatura ambiente. A Eq. (8) mostra a aplicação do Fator de Capacidade ( $FC_1$ ) referente à energia gerada teórica acumulada anualmente.

$$FC_1 = \frac{E_{ANUAL_1} (kWh/ano)}{(P_{NOM.MAX} (kW_p) \times n^{\circ}.de.horas.no.ano)} \times 100 = \frac{3.134,74}{1,8 \times 24 \times 366} \times 100 = 19,83\% \quad (8)$$



Já a Eq. (9) realiza o mesmo cálculo, levando em consideração a energia gerada real acumulada até o mês de dezembro de 2016.

$$FC_2 = \frac{E_{ANUAL_2} (kWh/ano)}{(P_{NOM.MAX} (kW_p) \times n^{\circ}.de.horas.no.ano)} \times 100 = \frac{3.000}{1,8 \times 24 \times 366} \times 100 = 18,97\% \quad (9)$$

O monitoramento deste indicador permite analisar o SFCR sob o aspecto de qualidade operacional. Uma variação acentuada em intervalos diários evidencia possível falha no inversor, em soldas, conexões e diodos ou ainda a atuação dos disjuntores. Já a variação gradual do FC sinaliza a interferência de novos sombreamentos, a presença de sujeira nos módulos e mesmo a própria degradação do sistema fotovoltaico. O FC não pode ser confundido com a capacidade de produção de energia, pois leva em consideração o recurso solar do local em que se insere o sistema fotovoltaico. Assim, pode haver um FC baixo referente a um sistema com alta produção de energia e vice versa.

## 5. GRAU DE SATISFAÇÃO DO PROPRIETÁRIO

Compreende-se que parte do sucesso do projeto dependa da continuidade regular no desempenho dos equipamentos de forma a garantir a vida útil calculada. A confiabilidade de operação do sistema fotovoltaico é fundamentada no dimensionamento profissional e na montagem adequada, já que a manutenção exigida é discreta. Outra condição de sucesso está no grau de satisfação dos usuários, que esperam usufruir dos benefícios ao seu bem-estar. Nesse sentido, o trabalho de campo possibilitou registrar depoimentos positivos relacionados à aquisição de uma tecnologia moderna, de fácil implantação e que promove evidente economia nas despesas mensais.

De forma a evidenciar esse posicionamento, foi elaborada uma entrevista com o proprietário do gerador fotovoltaico, o qual expressou claramente seu principal objetivo com a aquisição do sistema. Declarou ainda a conduta da concessionária e suas observações a respeito dos hábitos dos moradores da casa após o funcionamento do sistema. Foi possível também, registrar algumas de suas opiniões e aspirações sobre as políticas públicas de incentivo à popularização da tecnologia (Abrão, 2017).

É possível observar neste relato, que a GDFV proporciona um salto em comodidade, em que se abandona a condição restritiva no conforto térmico e na iluminação do ambiente, no consumo de eletrodomésticos novos e melhores, em direção a uma maior tranquilidade no usufruto da casa. Isso realça a importância de um dimensionamento que atenda a possíveis aumentos da carga a ser suportada pelo sistema, levando em consideração as aspirações do cliente. Como exemplo disso relembra-se a aquisição de um equipamento de ar condicionado de 30.000 BTU.

Tais particularidades foram reforçadas durante conversas informais, em que o proprietário declarou: “*Acontece que, naturalmente, o uso da energia elétrica dentro de casa aumentou o consumo, devido o relaxo ao deixar ligados televisores, luzes, aparelhos de som, computadores, etc. Principalmente pelo tempo maior de baixo do chuveiro!*”. Analogamente, chamou-se atenção ao uso da iluminação da residência: “*Agora, por exemplo, estou aqui na sala assistindo TV. Veja quantas luzes ficam acesas!*”.

## 6. COMENTÁRIOS FINAIS

Os aspectos apresentados neste trabalho permitem inferir que, de maneira geral, existe uma tendência favorável à consolidação da GDFV no país, seja do ponto de vista regulatório, de desempenho técnico ou na perspectiva econômica. Tal constatação vem do crescimento no número de instalações conectadas à rede nos últimos anos.

Entende-se que a construção desse cenário se deve às recentes adequações dos instrumentos regulatórios do setor de distribuição de energia elétrica. A REN N° 687/2015 que altera a REN N° 482/2012 e os Módulos 1 e 3 do PRODIST é outro divisor de águas no que se refere ao acesso à microgeração e minigeração distribuídas. Dentre suas retificações, houve um direcionamento das concessionárias de distribuição de energia no sentido de acelerar e facilitar o processo de conexão à rede. Simultaneamente, os últimos quatro anos mostram a gradativa popularização dos equipamentos no mercado, surgindo os módulos fotovoltaicos e os inversores de fabricação nacional.

Em meio a essa conjuntura, desenvolveu-se o projeto ora estudado, que teve duração de 124 dias, iniciado no dia 22 de julho de 2015 e concretizado em 26 de novembro de 2015. De forma a analisar o êxito do processo de solicitação de acesso, os prazos praticados neste caso real foram confrontados com as definições das Revisões 5 e 6 do PRODIST. De antemão, foi possível perceber gargalos em ambas as revisões, tais como os seguintes:

1. Na etapa de solicitação de acesso propriamente dita, nota-se que em nenhuma das revisões o recebimento da mesma é registrado pela distribuidora ao acessante. Esse período fica em aberto, sem prazo específico por não haver rastreamento da condição da solicitação. Isso faz com que o acessante permaneça em estado de espera sem saber se o envio foi concretizado com sucesso. Esta imprecisão pode se estender ainda mais caso seja necessário solucionar pendências relativas às informações solicitadas na Seção 3.7 do PRODIST.

2. No referente ao parecer de acesso, as condições de acesso foram atrasadas em 60 dias em relação à Revisão 5 vigente à época, mesmo não havendo necessidade de execução de obras de reforço ou de ampliação no sistema de distribuição. Essa situação se complicaria atualmente, já que o prazo de 30 dias foi reduzido a apenas 15 dias. Entretanto, a etapa para assinatura dos contratos de Relacionamento Operacional e Acordo Operativo foi abreviada pela Cemig D. Junto ao parecer de acesso, a distribuidora anexou o Relacionamento Operacional a fim de que fosse assinado e reenviado à mesma. Essa iniciativa supera a definição da Revisão 5 e atende aos prazos da Revisão 6.

3. A mesma postura pôde ser observada na etapa de implantação da conexão, em que a acessada antecipa o pedido de vistoria do acessante e, estando as assinaturas em conformidade, o pedido de vistoria é automaticamente providenciado pela própria distribuidora. Novamente se vê uma prática à frente das resoluções, visto que foi acelerada uma etapa em que o prazo era livre, definido pelo acessante e que atualmente seria de máximos 120 dias.

O prazo de 30 dias para a realização da vistoria após sua solicitação foi atendido em 34 dias com uma peculiaridade. A instalação do medidor bidirecional foi feita no mesmo dia da aprovação da vistoria, já que não existiram pendências a serem adequadas no relatório. Apesar de não se ter evidência da entrega do relatório de vistoria ao acessante, assim que a conexão foi vistoriada e a medição adaptada, iniciou-se a operação do sistema fotovoltaico inserido no sistema de compensação de energia elétrica.

De maneira geral, percebe-se que há um esforço da Cemig D em atuar em conformidade às definições das Resoluções Normativas e do PRODIST. O grande número de adequações exigidas dificulta o rápido atendimento de prazos e serviços, que abrangem novas informações nas faturas mensais, orientações e formulários disponíveis em portal de acesso *on line* e o gerenciamento de equipes de vistoria, troca dos pontos de medição e leitura dos novos medidores. Apesar de algumas falhas, nota-se até mesmo a simplificação de algumas etapas do processo de solicitação de acesso que podem ser incorporadas às normas.

Na esfera das políticas públicas, é possível compreender que a atual conjuntura político-econômica do país desfavorece novos setores que desejam ganhar espaço e competitividade no mercado. Os altos impostos e tributos cobrados sobre produtos importados e mesmo sobre os industrializados nacionalmente, desestimulam investidores. Dificultam ainda a criação de programas de fomento e a abertura de linhas de crédito para financiamentos que amenizem os custos de implantação à grande maioria da população brasileira.

Visando colaborar a futuras pesquisas, destaca-se a importância do *Data Logger* como componente de aquisição e armazenamento de dados. Além de permitir a adequada análise de desempenho técnico, este dispositivo facilita ao proprietário monitorar a operação de seu sistema. Tais aspectos traduzem uma maior intimidade do proprietário com seu investimento, conduzindo-o a observar com mais cuidado seu consumo de energia elétrica. Portanto, é pertinente sugerir a possibilidade de integrar a função do *Data Logger* ao inversor, de maneira a agregar confiabilidade e simplicidade ao sistema fotovoltaico.

## REFERÊNCIAS

- Abrão, A. de P., 2017. Acompanhamento e análise da instalação de um sistema fotovoltaico conectado à rede no estado de Minas Gerais antes e após revisão da Resolução Normativa ANEEL n° 482/2012. Trabalho de Graduação, Centro de Engenharias, Modelagem e Ciências Sociais, CECS, Universidade Federal do ABC.
- ANEEL, 2012a. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, Resolução Normativa n° 482, de 17 de abril de 2012. Diário Oficial da União – DOU, 19/04/2012, seção 1, p. 53, v. 149, n° 76.
- \_\_\_\_\_, 2012b. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, PRODIST, Revisão 5 aprovada pela Resolução Normativa n° 517/2012, vigente de 14/12/2012 a 29/02/2016.
- \_\_\_\_\_, 2016. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. PRODIST, publicação em Informações Técnicas de Regulação do Setor Elétrico e Distribuição da ANEEL no dia 12 de janeiro de 2016.
- Cemig D, 2016. Manual de Distribuição, ND-5.30 - Requisitos para a Conexão de Acessantes ao Sistema de Distribuição Cemig D – Conexão em Baixa Tensão, revisada em função da publicação da Resolução Normativa n° 687, de 24 de novembro de 2015.
- Neto, G. Z., Da Costa, W. T., Vasconcelos, V. B., 2014. A resolução normativa N° 482/2012 da ANEEL: possibilidades e entraves para a microgeração distribuída. Anais do V Congresso Brasileiro de Energia Solar, Recife.
- Pinho, J. T., Galdino, M. A. (Org.), 2014. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. Rio de Janeiro: CRESESB, 2ª edição.

## MONITORING AND ANALYSIS OF A PHOTOVOLTAIC SYSTEM CONNECTED TO GRID IN THE STATE OF MINAS GERAIS BEFORE AND AFTER REVISION OF ANEEL REGULATION N ° 482/2012

**Abstract.** *Faced with the growing demand for energy in Brazil and the global trend of diversification of energy matrix, photovoltaic solar energy has emerged as alternative to be harnessed through distributed generation. In this context, this study aims to assess a photovoltaic generation system inserted in a residential consumption profile connected to the grid, focused on the impacts of ANEEL Normative Resolution N°. 482/2012 on Photovoltaic Distributed Generation (PVDG) before and after the review of it's definitions from November 2015. It's expected to get improvement evidences of this regulatory act that reflect the positive effects of distributed microgeneration and minigeneration access and power compensation system. In addition, it intends to evaluate the efficiency of Photovoltaic System Connected to Network via operating history, analyze the technical and economic feasibility of implementation and highlight some of the future challenges to be faced by Brazilian electrical sector.*

**Key words:** *photovoltaic system, distributed generation, PVDG, Normative Resolution N° 482/2012.*